

Informe Sobre El Mercado Energético Global

Al 17 de junio de 2011

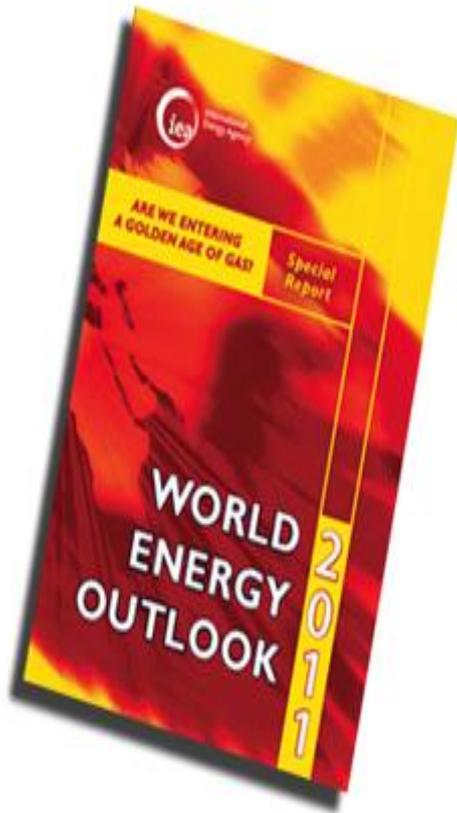
Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I</u> : ¿Estamos entrando verdaderamente a una edad del oro del gas?	4
✓ <i>Las palabras "gas natural" y "edad de oro" por lo general no van juntas.</i>	6
✓ <i>¿Cómo podría dirimirse las fracking wars?</i>	9
✓ <i>Los bajos precios del gas natural hacen diferencias en las industrias estadounidenses</i>	10
✓ <i>Estados Unidos, exportación de gas como sinónimo de aumento de precios</i>	11
<u>Enfoque</u> : Del <i>buying spree</i> a la consolidación	14
Análisis del Plan Decenal de Expansión de Energía 2020	17
✓ <i>Perspectivas de generación de energía</i>	18
✓ <i>Obstáculos para la energía eólica</i>	19



Análisis I: ¿Estamos entrando verdaderamente a una edad del oro del gas?



La **Agencia Internacional de Energía (AIE)** pasa mucho tiempo desarrollando escenarios energéticos para los países de la OCDE que los financian. Sus trabajos se vuelven rápidamente desmentidos, aunque, tácticamente, publica con frecuencia nuevas previsiones que anulan las anteriores. Así que acaba de publicar una nuevo escenario energético mundial anunciando una nueva "*Golden Age*" para el gas natural que anula y reemplaza las previsiones del 2010, que hemos soslayado en estos informes, siempre destacando un posible impacto en el crecimiento del gas natural sobre el carácter precario de estas "*previsiones*".

Predecir el futuro es algo de por sí difícil, a menudo no se recuerda que cuando se trata el oficio político en torno a la energía y las proyecciones medioambientales que se discuten desde hace algunas décadas.

En este nuevo escenario, la Agencia subestima el uso del carbón y mejora el de gas natural debido a las reservas recuperables a nivel mundial, llegando a ser significativa y ampliamente repartida...algo que ya se conoce hace seis meses. Los fanáticos de las previsiones

pueden leer este nuevo documento a disposición de todos (esto es nuevo y gracias a la agencia), pero deben saber que los datos son de carácter eminentemente provisorios...hasta la próxima versión.

El estudio de la AIE basa su optimismo en cuatro factores: cambio agresivo de China lejos del carbón y hacia el gas natural, un ambiente post-Fukushima que es hostil a la energía nuclear, el uso creciente de gas natural licuado (GNL) a los vehículos de energía, y nuevas fuentes de gas natural para ayudar a mantener sus precios más bajos desde hace años. Los recursos recuperables convencionales equivalen a más de 120 años de consumo mundial actual, mientras los recursos recuperables totales podrían mantener la producción actual a más de 250 años.

El gas podría representar más de un cuarto de la demanda mundial en energía de aquí a 2035, contra 21% actualmente, según **Nobuo Tanaka**, presidente de la AIE. "*Hemos observado un notable desarrollo de los mercados de gas en estos últimos meses. Existe un fuerte potencial*

para que (esta fuente de energía) tenga un rol cada vez más importante, y también para que el gas se diversifique y mejore su seguridad energética”, subrayó.¹

Como el país más importante en la configuración del futuro de los mercados energéticos, la demanda de energía en China y su exponencial crecimiento económico significa que su política puede afectar dramáticamente la trayectoria de la demanda mundial del gas, soslaya el informe.

"A pesar de un crecimiento mínimo en la generación de energía con gas en China desde el año 2000 al 2009, su XII Plan Quinquenal (2011-2015) refleja un cambio importante en esa política, que tiene como objetivo dar al gas un papel más importante en un sistema energético más amplio", sostiene la AIE. El plan de cinco años chino tiene fuertes implicaciones para el uso de gas natural, apuntando una cuota del 8,3% en el mix de energía primaria en 2015 o 260 mil millones de metros cúbicos (cu m) anualmente, con bases en las metas chinas de consumo de energía. Esto se trata de un importante ascenso de los 85 mil millones de cu m de gas consumido en 2008, o 3,8% del mix energético.

Dado que la decisión de China de distanciarse del carbón se basa, en parte por el deseo de ese país de reducir la contaminación, es importante observar los efectos ambientales del gas natural. Desafortunadamente, estos impactos tienen poca atención en el informe de la AIE.

Table 1.1 ► Natural gas import price assumptions by scenario
(in year-2009 dollars per MBtu)

	GAS Scenario						New Policies Scenario WEO-2010				
	2009	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
United States	4.1	5.6	6.1	6.4	7.0	8.0	7.0	8.1	9.1	9.9	10.4
Europe	7.4	9.0	9.5	9.7	10.1	10.9	10.6	11.6	12.3	12.9	13.3
Japan	9.4	11.5	11.7	11.9	12.3	12.9	12.2	13.4	14.2	14.9	15.3

Note: Natural gas prices are weighted averages, expressed on a gross calorific-value basis. Prices are for wholesale supplies exclusive of tax. The United States gas import price is used as a proxy for prices prevailing on the domestic market.

¹ The Wall Street Journal, "Natural Gas Entering 'Golden Age'", (6/6)

Las palabras "gas natural" y "edad de oro" por lo general no van juntas.

Inicialmente se puede afirmar que sistema de fijación de precios del gas natural sigue siendo, por ahora, en gran medida en la edad de la oscuridad. A diferencia del petróleo, el costo del gas natural varía considerablemente en todo el mundo. En Estados Unidos, los precios del gas natural están por debajo de los 5 dólares por millón de BTU, pero en Europa continental están cerca de 10 dólares por MBTU y en Asia son más de 12 dólares por MBTU.

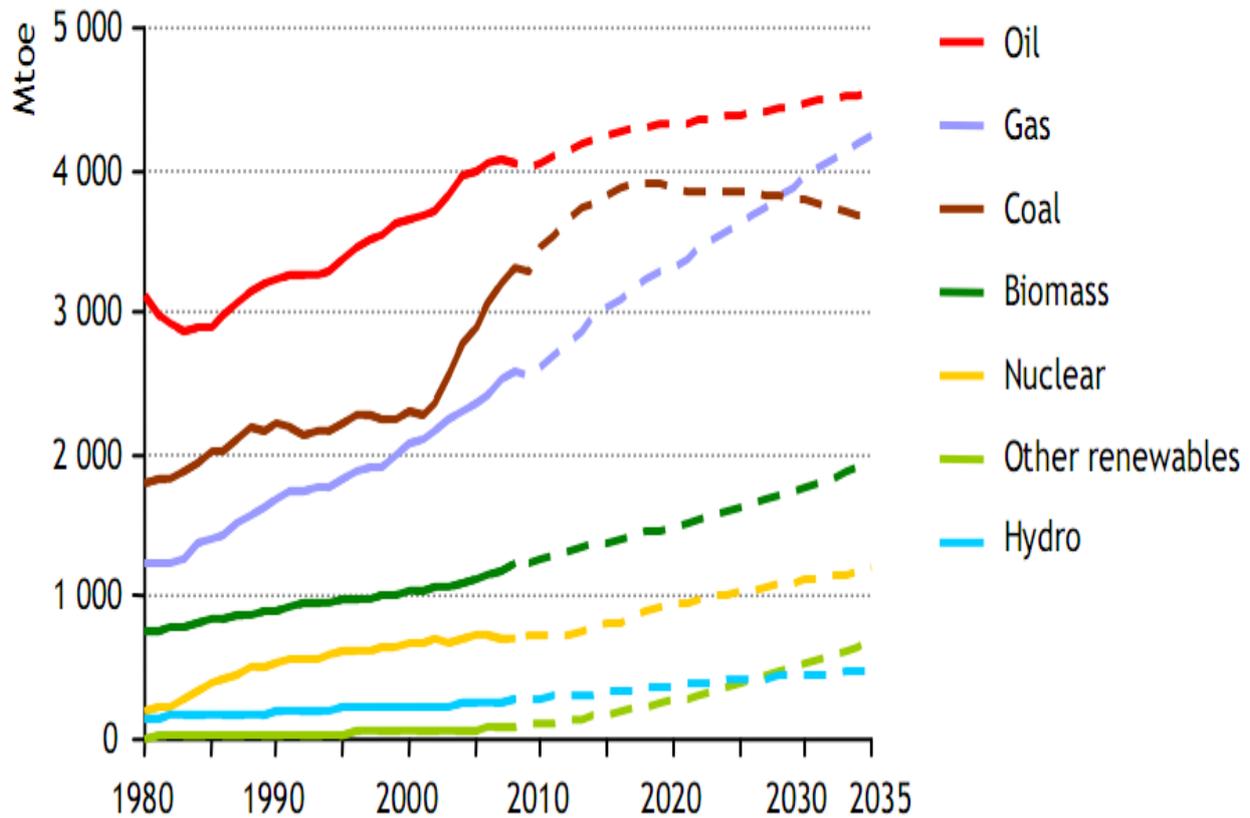
La AIE estima que el commodity está tomando impulso para convertirse en un mercado verdaderamente global en las próximas dos décadas. Pero la globalización pura está muy lejana. "*Los mercados de gas natural son cada vez más globales y se espera que los precios regionales muestren signos de aumento de convergencia, pero el mercado no llega a ser verdaderamente globalizado*", reza el estudio de la AIE. El precio del commodity en regiones claves, entre ellos Europa y Asia, se mantienen anclados en décadas de viejas prácticas: contratos del largo plazo indexados al costo del petróleo o de productos petroleros refinados. Como estos precios del gas natural no reflejan la oferta y la demanda de este insumo, sino a los del mercado petrolero.

La AIE estima que la diferencia de los precios regionales se reducirá en 2030, pero los precios, no obstante, seguirán siendo muy distantes. Se prevé que los precios del gas natural en términos reales (ajustados por inflación) a 7 dólares por millón de BTU en Estados Unidos, cercanos a los 10 dólares en Europa y los 12 dólares en Japón.

La persistencia de las viejas prácticas -el firma apoyo a productores como la rusa Gazprom, la argelina Sonatrach o Qatargas- es una lastima, ya que obstaculiza el desarrollo del mercado. Utilizar el petróleo como base para el precio del gas natural es particularmente anacrónico dado el creciente uso de gas para la generación de energía, donde el petróleo no ha jugado un rol desde la década del 80. En la última década el mercado de gas natural se movió hacia la denominada fijación de precios *gas-to-gas*, en la que el commodity tiene una fijación del precio contra su propio del mercado spot y no contra el costo del petróleo o el fuel oil.²

² Financial Times, "Golden age of gas may be a call too soon", (6/6)

Figure 1.1 ▶ World primary energy demand by fuel in the GAS Scenario



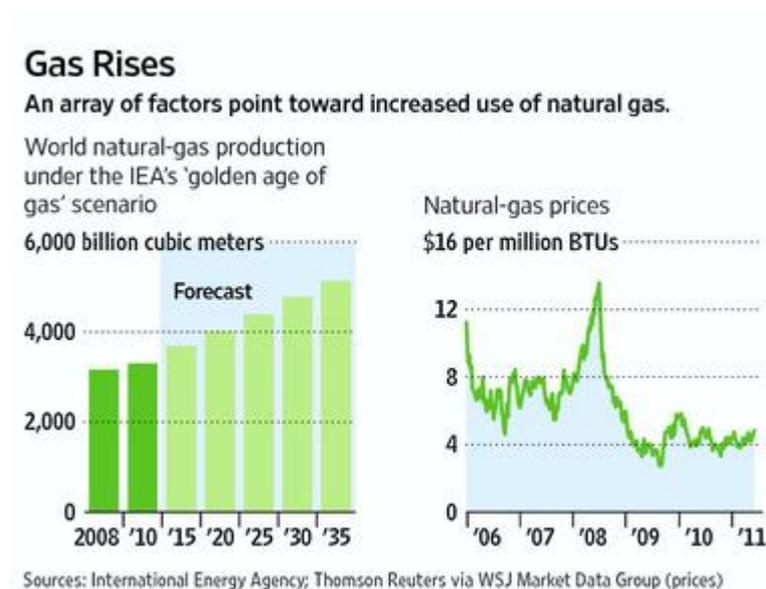
Gas-to-gas es un mecanismo de fijación de precios elegido por la mayor parte de Norteamérica, Reino Unido y Australia. En total, representa aproximadamente un tercio de los suministros mundiales de gas natural. Pero el resto se vende, en gran medida, en base a los precios del petróleo, a pesar de la demanda por una reforma por parte de los importadores europeos. En naciones asiáticas como Japón, sin embargo, la presión para reforma el sistema de precios es significativamente menor. Sin embargo, el papel creciente del GNL, listo para ser enviado a largas distancias, podría ayudar a crear un mercado de gas natural verdaderamente global. Esto es parcialmente cierto pues los nuevos importadores de GNL en Asia buscan acuerdos más flexibles que las utilizadas por los importadores tradicionales de Corea del Sur y Japón.

India, por ejemplo, compró varios cargamentos de GNL el año pasados ligados a los precios del Henry Hub, de mercado spot estadounidense. Paquistán compró gas natural en un contrato de mediano plazo también baso en el precio Henry Hub. Los primeros pasos hacia la conversión de precios *gas-to-gas* son bienvenidas, pero un mayor esfuerzo es necesario. No olvidemos que los precios del petróleo estaban fijados por la OPEP hasta hace sólo tres décadas y hoy el petróleo crudo es el líquido que más se negocia en el mundo.

La respuesta es que, más de allá del informe de la AIE, siempre y cuando el precio del gas natural se mantenga bajo y los gobiernos adopten fuertes regulaciones para superar las preocupaciones ambientales sobre la fractura hidráulica. La nueva ola de la perforación se ha producido un exceso repentino de gas en Estados Unidos, pero también estableció la controversia sobre el método de perforación, que utiliza alta presión de agua, arena y

productos químicos para destruir las fracturas en el duro shale para desbloquear el gas natural³.

Fracturamiento hidráulico se ha utilizado durante décadas, pero ahora se combina con perforación horizontal, aumentando la posibilidad de que los productos químicos de los fluidos de la fractura puedan contaminar los suministros de aguas locales. Algunos expertos también advirtieron que la perforación en el shale puede ventilar metano -un potente gas de efecto invernadero- en la atmósfera, lo que socava el argumento de que el gas natural es ambientalmente más amigable que otros combustibles.



La demanda de **China**, en particular, debe aumentar con fuerza hasta 2035, para pasar del nivel de **Alemania** en 2010 al nivel de toda la **Unión Europea** en 2035, augura la AIE.⁴ Para hacer frente a la demanda, la producción anual de gas deberá aumentar en 1,8 trillones de metros cúbicos, equivalentes al triple de la producción actual de **Rusia**. Por el lado de la oferta, los recursos son importantes y bien repartidos geográficamente, asegura la Agencia. El mundo posee, al ritmo actual de su consumo, suficiente como para 75 años de consumo de gas.

Dependiendo del sitio específico, el gas natural contiene entre 0-8% de CO₂. *That's the good news.* La mala noticia es que el gas natural es hasta 90% metano, un gas que atrapa 72 veces más calor en un periodo de 20 años que el CO₂, y 20 veces más en un periodo de 100 años, según EPA. El gas natural se quema más completamente que otros combustibles fósiles, sin embargo, en gran medida mitiga el problema de la generación de energía.

La principal amenaza para la estabilidad del clima que plantea el gas natural es la fuga, denominada a veces "*emisiones fugitivas*". Las emisiones de metano de sólo Estados Unidos y Rusia son el equivalente a cerca de 595 millones de toneladas de CO₂ anuales,

³ The New York Times, Green, "A 'Golden Age' for Gas? Two Caveats", (6/6)

⁴ Blog Forbes, "In Depth: A 'Golden Age' for Natural Gas?", (7/6)

según las cifras de la AIE. Esto es más o menos lo mismo que las emisiones de CO2 totales producidas por viajes en aviones comerciales en el 2000.

La extracción de gas no convencional del shale -las "nuevas fuentes" según declara el informe- emite entre 3.5 y 12% más de gases de efecto invernadero que el gas natural convencional.

¿Cómo podría dirimirse las *fracking wars*?

¿Podría aumentar la participación de los gigantes del petróleo, como **ExxonMobil** y **Chevron**, si se resolviera las *fracking wars*? Esa es una posibilidad ya que las compañías de energía multinacionales continúan comprando participaciones en el mercado del gas shale, una industria diversa. **ExxonMobil** -ya el productor más grande de gas natural estadounidense-cerró este mes su último movimiento, una compra por 1.69 billones de dólares en dos compañías con acceso a 317.000 acres en Pennsylvania y en otra partes de la región Marcellus Shale. **Chevron** hizo dos grandes acuerdos en Marcellus este año, comprando a **Atlas Energy** por 3.58 billones en febrero⁵.

Algunos expertos esperan que las compañías mejoren las prácticas de la industria en el game de gas shale. El boom en la extracción de gas no convencional ha provocado quejas -exageradas, según la industria- por los derrames, la contaminación con metano de los suministros de agua, vertidos de residuos del fracturamiento hidráulico en los ríos y arroyos y daños en los caminos rurales por los camiones que se dirigen desde y hacia los sitios.

"Debemos dar la bienvenida a operadores más grandes en estos plays no convencionales, que fueron desarrollados por independientes más pequeños", dijo **Tony Meggs**, antiguo jefe de tecnología de **BP** durante un webcast del **Massachusetts Institute of Technology** acerca de la industria del gas. "Debido a sus mayores recursos, y de su mayor exposición actual, las grandes compañías son mucho más capaces y están dispuestas a establecer más altos standards", dijo Meggs. "Todo esto elevará los niveles". **Reid Detchon**, director ejecutivo de **Energy Future Coalition**, dijo que las compañías mayor, como Exxon, también podrían ayudar a influir en la industria en caso que se elija aprobar regulaciones más estrictas lo que podría impulsar la aceptación pública de la extracción del gas shale. "Creo que las grandes multinacionales se van a mostrar en ese tipo de liderazgo". Otros dicen que es demasiado pronto para decir, y que incluso con las adquisiciones de Exxon y Chevron, la industria del gas shale continuará con múltiples *players* -grandes, medianos y pequeños.

"Ciertamente no es una locura pensar que a medida que el sector se consolida, puede haber mayores oportunidades para ver una mayor uniformidad en el desarrollo de las prácticas de management", dijo **Mark Brownstein**, director del programa de energía **Environmental Defense Fund**. Además, el tamaño de las empresas no necesariamente el problema. "Usted puede tener pequeñas empresas que se desempeñan bien, y puede tener grandes empresas que funcionan bien", dijo Brownstein.

Patrick Creighton de la **Marcellus Shale Coalition**, un grupo de la industria con sede en Pennsylvania, hizo una observación similar. "Creo que hemos demostrado en los últimos años que las empresas de todos los tamaños han actuado de manera responsable en el desarrollo de este recurso", dijo. Por su parte, ExxonMobil dijo que apoya una regulación -como la recientemente aprobada ley de Texas que requiere la divulgación de los químicos de la

⁵ Político, "Big oil may improve fracking", (14/6)

fractura- mientras sostiene que los estados están en mejor posición que el gobierno federal para supervisar a la industria.

Y los medios de comunicación hacen su juego. Según **Market Watch**⁶, "*la revolución en innovación en el mercado energético estadounidense está en marcha, pero la administración Obama y sus aliados están haciendo todo lo posible para frustrarla*". "*El éxito de la fractura hidráulica ha dado lugar a una gran cantidad de gas natural y decenas de miles de empleos bien remunerados*". El argumento: **Robert Bryce**, del **Manhattan Institute**, describió recientemente cómo el aumento en el descubrimiento de gas natural también está teniendo un impacto considerable y positivo en la industria estadounidense. Las empresas químicas están realizando inversiones en nuevas plantas. Y la perforación produce puestos de trabajo. Bryce señala que Pennsylvania añadió 48.000 empleos en el último año en Marcellus Shale.

Los bajos precios del gas natural hacen diferencias en las industrias estadounidenses

Los bajos precios del gas natural de las nuevas fuentes, abundantes para las utilities en Estados Unidos permitirán que Estados Unidos resuelva varios problemas espinosos, manteniendo electricidad asequible. Las amplias formaciones de gas shale permitirán a las utilities construir rápidamente más centrales a gas para sustituir las centrales a carbón contaminantes, por lo que "*es posible tener una fuente mucho más limpia sin dejar de ser rentable*", dijo **John Rowe**, de **Exelon Corp.** "*Para la próxima década, el gas natural dominará el nuevo suministro de electricidad*", sostuvo Rowe. Utilities están sopesando los costos de espera sobre las regulaciones federales para reducir la polución del aire de las centrales encendidas con carbón, pero Rowe dijo que el gas barato, sin una regulación estricta, está impulsando a más compañías a cerrar unidades viejas a carbón⁷.

Las advertencias de que las regulaciones más estrictas podrían resultar en importantes aumentos de precios o amenazar la fiabilidad de la red son "*una especie de red herring (cortina de humo)*", dijo Rowe. "*La construcción de nuevas plantas de gas natural y el uso de más gas en las centrales existentes a mitad del precio de las nuevas nucleares, mucho más barato que la eólica y la solar y que de las formas experimentales a carbón*", Rowe.

En los últimos días, **American Electric Power (AEP)** dijo que los plazos no son realistas para cumplir con las normas de la **U.S. Environmental Protection Agency** lo que obligaría a cerrar casi una cuarta parte de su flota de carbón y gastar alrededor de 8 billones de dólares. Las preocupaciones ambientales sobre la producción de gas shale podría conducir a una mayor regulación, pero Rowe dijo que incluso un aumento de 1 dólar por millón de BTU no restaría la ventaja económica al combustible.

Hace mucho tiempo atrás, los integrantes de la industria química jugaban sobre cuando la próxima fábrica sería construida. La respuesta, decían las bromas, era "*nunca*". Eso cambió radicalmente el año pasado, cuando los precios bajo del gas natural en Estados Unidos dieron a la industria química de América del Norte una amplia ventaja de costos sobre sus rivales europeas, en vista de que ellas utilizan el petróleo crudo como base para la producción. El precio del etileno subió 70% en los últimos ocho meses, según el newsletter **PetroChem Wire**. El etileno es un commodity más básico de la industria química y es

⁶ Market Watch, "Fretting over fracking risks jobs", (17/6)

⁷ Reuters, "Cheaper gas forcing U.S. coal retirements: Rowe", (14/6)

encontrado en el plástico, en la tinta, en el pegamento y en decenas de otros productos. Puede ser comparado con lo que es la harina para una panadería. Ahora, está ocurriendo un frenesí para construir nuevas fábricas químicas en Estados Unidos, también llamadas *crackers*, a fin de quitar ventajas de los precios⁸.

“Estamos aprovechando esa inmensa dádiva que fue dado con el gas shale”, dijo el presidente de **Shell Oil**, de **Royal Dutch Shell**, **Marvin Odum**, durante el **Reuters Global Energy and Climate Summit**. “El mercado cambió rápidamente en los últimos años, especialmente en términos de suministro”. Shell y **Dow Chemical** anunciaron planes en el inicio de este año para construir nuevas unidades. **LyondellBasell Industries** dijo recientemente que elevaría la eficiencia de sus fábricas actuales de etileno.

Fluor Corp., que suministra servicios de ingeniería para muchas grandes compañías del sector de energía y de la industria química, dijo que cinco de sus clientes están considerando reabrir o construir nuevas fábricas de etileno. “El gas shale tiene un potencial para modificar las cosas”, dijo el presidente de energía e industria química de Fluor, **Meter Oosterveer**. LyondellBasell ve el gas shale como una “ventaja competitiva” en Estados Unidos. “Hay espacio para la construcción de diversos cracker en Estados Unidos, y ellos aún serán lucrativos”, dijo el presidente ejecutivo **Jim Gallogly**. “El margen del etileno en el mercado norteamericano es muy fuerte en este momento”.

Kathy Hall, de PetroChem Wire, ve la tendencia como positiva para el sector y para la transparencia en general. “El mercado de etileno en los Estados Unidos está pasando por nada más nada menos que una revolución”, dijo.

Estados Unidos, exportación de gas como sinónimo de aumento de precios



⁸ Reuters, “U.S. gas glut fuels chemical plant building boom”, (16/6)

La exportación de gas natural al extranjero, en momentos que algunas compañías presionan por la aprobación del gobierno estadounidense, haría subir de manera significativa los precios del insumo en el país. El diario **Pittsburgh Tribune-Review** dijo que los precios del gas natural fuera de Estados Unidos se triplican, y entre los clientes más importantes previstos para la importación de ese gas son China, y otras naciones de Asia y Europa.

El último 20 mayo el Department of Energy dio su aprobación para que Cheniere Energy exportara 2.2 billones de pies cúbicos de gas natural por día de su terminal Sabine Pass, la primera aprobación para exportar al extranjero de gas estadounidense producido desde los *lower 48 states*. Cheniere dijo que el descenso de los precios del gas natural producido en Estados Unidos había reducido la perforación, y el acceso a los mercados internacionales induciría a mayor perforación y aumentaría el empleo en Estados Unidos. Argumentos, de por sí, bastante endebles y subrepticios.

Aunque nadie sabe la cantidad que esas exportaciones aumentarían los precios internos del gas natural, ya que se verían afectados por la oferta y la cantidad de las exportaciones, el departamento citó un informe de consultoría presentado con el permiso de aplicación para Cheniere estimando que los precios del gas natural en Estados Unidos aumentarían hasta 11,6% cuando la terminal Sabine comience las exportaciones en 2015.

Tim Murphy, republicano, que representa el distrito occidental de Pennsylvania donde está los recursos de gas **Marcellus** y co-preside el Congreso **Natural Gas Caucus**, cuestionó la decisión del departamento. "*El envío de gas natural al extranjero es el equivalente médico al sangrado de un paciente para curarlo*", dijo Murphy. "*Me temo que es lo que esto haría a los precios*".

Tribune-Review informa que si dos solicitudes de exportación más son aprobadas, combinadas con el permiso de Sabine representarían un 8,4% de la producción estadounidense. Y por lo menos otras dos compañías indicaron que están considerando otras aplicaciones similares para exportar. **Sempra Energy**, con sede en **San Diego**, con terminales en **Louisiana** y **México**, anunció recientemente que podría pedir la exportación del gas natural. A principios de este año, **Dominion Resources**, una empresa de energía de Virginia con operaciones en Pennsylvania, está hablando con los clientes acerca de una aplicación para convertir su terminal de importación **Cove Point** en **Maryland** en una facility de exportación de GNL para enviar gas de la formación Marcellus shale al extranjero.

Si Sempra y Dominion Resources pueden exportar en promedio la cantidad de gas natural solicitado a Sabine y las dos aplicaciones en espera, eso representaría un 13,9% anual de producción de gas natural americano que podría ser exportado según las cifras de 2010. **Paul Cicio**, presidente del **Industrial Energy Consumers of America**, que representa a los fabricantes estadounidenses, sostuvo que la perspectiva de cuatro o más instalaciones de exportación es "*absolutamente espantosa*" en términos de su impacto para los fabricantes. **David Schyver**, vicepresidente ejecutivo del **American Public Gas Association**, que representa 700 compañías públicas de gas en 36 estados, consideró que sería una "*mala política*". El multimillonario **T. Boone Pickens**, defensor del gas natural, dijo que la exportación de grandes cantidades de gas al extranjero no sólo sería un error, sino un problema de seguridad. "*Esta es una mala política pública exportar gas natural -un recurso domestico limpio y barato*".

Por todo esto, **Canadá** está a punto de convertirse en el mercado de gas natural para Asia.⁹ La creciente demanda de gas en **China**, e incluso en **Japón**, donde se espera que la energía nuclear juegue un papel más limitado en el futuro, es más probable que se provea de **British Columbia** que de Texas o Arkansas, dijo **Murray Nunns**, presidente de **Penn West Petroleum Ltd.** "*Hay una creencia definitiva de que Estados Unidos no va a exportar el*

⁹ Globe and Mail, "*The Asia-Canada LNG connection*", (13/6)

gas natural, debido a preocupaciones de seguridad energética", dijo. Eso hace que Canadá sea la más probable "safety valve" para Norteamérica.

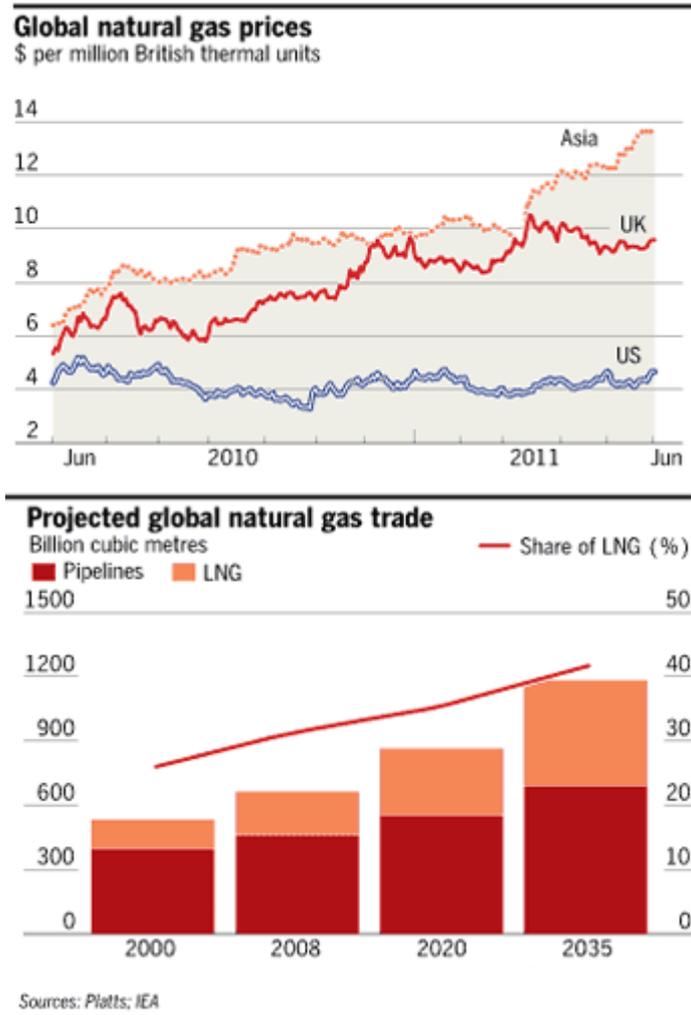
Al menos cuatro terminales de exportación de GNL han sido previstas para la costa occidental de la British Columbia. De ellos, dos han sido previstas para grandes *shippers* de GNL. La malaya **Petronas**, el segundo mayor exportador de GNL en el mundo, está llevando a cabo una después de un *partnership* con **Progress Energy Resources Corp.** por un campo de gas natural en British Columbia. "*Si nos fijamos en la demanda del sudeste asiático, podemos manejar múltiples proyectos (de GNL) en la West Coast*", dijo **Michael Culbert**, jefe ejecutivo de Progress. Los campos de gas del occidente canadiense podrían apoyar las exportaciones de GNL en hasta cuatro billones de pies cúbicos por día. Esta cifra no está muy lejos de los 5.5 billones de pies cúbicos por día en el que se espera obtener a partir de dos importantes campos de gas de BC, **Montney** y **Horn River**, en 2020.

Shell, que está trabajando con Mitsubishi, también es un importante exportador de gas natural a nivel mundial. En mayo, anunció la decisión de construir el primer facility flotante de GNL en Australia, y algunos en la industria sugirieron que esta tecnología sería una buena opción para B.C., cuya accidentada costa hace que sea difícil construir una enorme instalación en la tierra¹⁰.

Para los consumidores asiáticos, Canadá también puede tener sentido. La costa occidental canadiense está casi tan lejos de **Corea del Sur** como **Qatar**, otra fuente importante de gas. Y el gas canadiense está mejor situado que en Estados Unidos, donde la mayor parte de los grandes *shale plays* están en el sur y el este del país.

Los plays Montney y Horn River en conjunto contienen un estimado de 1,500 trillones de pies cúbicos, y aunque sólo una fracción de eso nunca se produzca, se encuentra a cientos de kilómetros de la orilla del Pacífico. Los cálculos realizados por **CN Rail** sugieren que se necesita menos de 51 horas para navegar a **Tokio** desde **Prince Rupert**, por ejemplo, que desde **Los Angeles**. Los productores canadienses también están tentados por la posibilidad de mayores ganancias en Asia, donde el gas se vende más cerca del precio del petróleo, y muy por encima de sus tasas actuales en Norteamérica. "*Creemos que va a hacer subir los precios no sólo en el occidente canadiense sino también en Norteamérica*", dijo **Mike Graham**, jefe de la visión canadiense de Encana Corp. "*Hay un gran incentivo para invertir en GNL*".

¹⁰ Calgary Herald, "No slowing appetite for LNG projects", (14/6)



Enfoque: Del *buying spree* a la consolidación

A medida que el siglo XX llegaba a su fin, la industria petrolera estadounidense fue un *buying spree*, creando supermajors como **ExxonMobil**, **Chevron Texaco** y **ConocoPhillips**. La idea era ganar economías de escala y *hedge* contra los tiempos difíciles y los costos asociados con la exploración, producción y refinación. Para el año 2008, los precios del petróleo y del gas natural recompensaron con fuertes ganancias. "*Este aumento en los precios del petróleo camufló o distrajo la atención de los cambios estructurales que tenían lugar*", dijo **Praveen Kumar**, director del instituto de management en energía global del **University of Houston**.

Los recursos era más difíciles de conseguir, con los campos maduros y el surgimiento de la nacionalización de los recursos y la competencia con las compañías petroleras nacionales. Las supermajors se apresuraron por comprar lo que podían -oil sands canadienses, aguas profundas a nivel global, y el shale estadounidense- todos los cuales eran más caros para desarrollar que los recursos convencionales. "*Aunque si ahora tenemos*

descubrimientos promisorios, la cantidad de dinero necesaria para explotarlo es mucho mayor que en el pasado", añadió Kumar. *"Para financiar estos proyectos, las compañías están ahora vendiendo activos políticamente riesgosos o maduros".*

En una reunión anual de accionistas de Exxon, los inversionistas dijeron que quieren una mayor claridad sobre la orientación futura. Exxon dijo que siempre ajusta su portafolio, pero varias empresas han perseguido agresivamente la estrategia de *shrink to grow*. **Devon Energy** y ConocoPhillips han sido compensadas con un aumento de los precios de las acciones desde el inicio del año. Incluso BP, forzada por el desastre de **Macondo** en **Golfo de México** a vender activos para recaudar dinero, se ha visto recompensado por los inversores. *"Tuvimos más oportunidades de lo que razonablemente podía desarrollar",* dijo **John Richels**, presidente ejecutivo de Devon. *"Hemos decidido enfocarnos en una pieza más grande, 90% de nuestro portafolio fue del onshore en Norteamérica".*

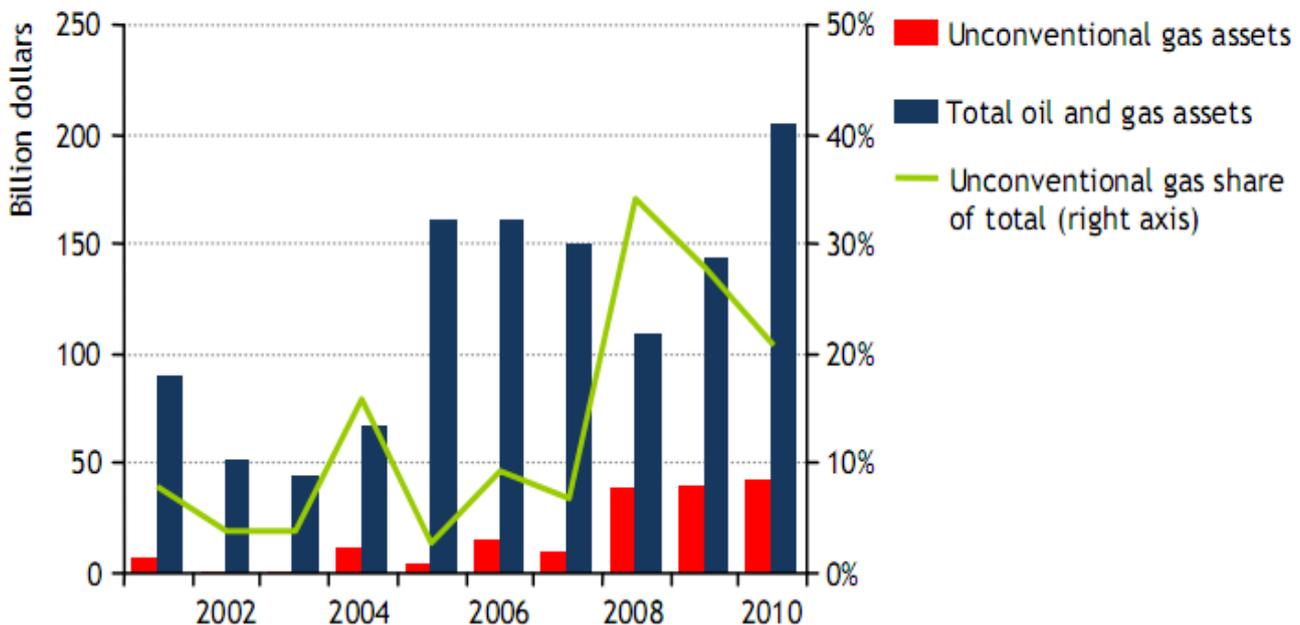
En noviembre de 2009, Devon comenzó a vender sus activos internacionales y de aguas profundas, con la esperanza de ganar hasta 7.5 mil millones de dólares antes de los impuestos, obtuvo finalmente 10.1 mil millones de dólares antes de los impuestos. Sin embargo, algunos inversores cuestionaron la venta de activos petroleros estimados en el mercado. *"Si usted no tiene algún tipo de ventaja competitiva, no debe competir en esa área",* dijo Richels. Es una lección que a veces se olvida que las empresas se esfuerzan por crecer.

Jim Mulva, presidente ejecutivo de Conoco, admite que era tarde hacer un balance. Esto fue ampliamente demostrado cuando los precios cayeron de sus máximos histórico con la recesión a finales de 2008. A principios de 2009, Conoco, la tercera compañía de petróleo y gas en Estados Unidos por producción y capitalización de mercado, reveló una pérdida neta para el cuarto trimestre de 31.8 mil millones de dólares, una amortización de 34 mil millones de dólares; un recorte de empleos de 1.300 personas y 2.8 mil millones de recorte en los gastos de capital.

Al mismo tiempo, hay que hacer un repaso de los gastos en exploración y producción de petróleo en el mundo, que deben crecer cerca de 16% este año y superar la marcha de medio trillón de dólares por primera vez, ya que las compañías escogen capitalizarse con la creciente demanda de petróleo, previó **Barclays Capital**. El gasto total en todo el mundo con exploración y producción podrá alcanzar 529 billones de dólares en 2011, un aumento del 8% sobre la previsión anterior, de 490 billones de dólares en diciembre.

Los precios del petróleo subieron casi 12% hasta el momento este año, mientras las compañías de exploración y producción siguen en nuevos territorios y otros blancos poco comunes globalmente, en la búsqueda de petróleo y gas natural. El aumento substancial en los presupuestos se debe a diversos factores, incluyendo gastos de ingeniería y producción para grandes proyectos en GNL, incremento en los gastos en Irak y más actividades de exploración en aguas profundas –particularmente en el occidente africano y en Brasil.

Figure 2.6 ▶ Transaction values of oil and gas acquisitions



Royal Dutch Shell planea instalar un segundo proyecto de GNL flotante en el campo **Greater Sunrise** en el **Océano Índico**, ya que intensifica la producción en la región para alimentar la creciente demanda. "*Tan pronto como Australia y Timor Oriental llega a un acuerdo, podemos avanzar muy rápidamente*", dijo **Neil Gilmour**, gerente general de FLNG de **Shell Upstream International**, dijo a **Reuters Global Energy and Climate Summit**.

Timor Oriental está enfrascado en una disputa con la australiana Woodside Petroleum y socios en el desarrollo del campo de gas Greater Sunrise, que está atravesada por aguas de Australia y Timor Oriental. Shell será capaz de duplicar rápidamente las unidades flotantes para producir gas después de anunciar el primer campo de gas offshore **Prelude** en Australia. La tecnología permite a la empresa explotar en cadena recursos de gas en alta mar para satisfacer la creciente demanda de GNL en Asia, que podría duplicarse para el año 2020¹¹.

Gilmour no descarta la posibilidad de que la empresa construya una tercera instalación en Australia. "*Es muy posible*", dijo. Otras áreas donde podría ser utilizada la tecnología en Indonesia, el occidente africano, el sur de Europa y Brasil. "*Asia-Pacífico va a ser inmensamente importante para nosotros, pero vamos a buscar en otros lugares del mundo también*", dijo. "*Una gran cantidad de gas se encuentra en el occidente africano*". El gas natural representó la mitad de la producción de Shell este año, aunque se espera un fuerte crecimiento de la demanda de GNL en el norte de Asia y en nichos de mercados como **Singapur** y **Medio Oriente**.

¹¹ Reuters, "*Shell plans floating LNG terminal for Sunrise*", (13/6)

Análisis del Plan Decenal de Expansión de Energía 2020

El **Plan Decenal de Expansión de Energía 2020** prevé inversiones totales por 1.019 trillones de reales hasta 2020 en todo el sector de energía de **Brasil**. De ese total, 686 billones de reales serán invertidos por la cadena de petróleo y gas natural, con 236 billones de reales para el sector de energía eléctrica y 97 billones de reales para el segmento de biocombustibles líquidos. Los datos, divulgados por la **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, engloban un aumento de la producción total de energía en el país de los actuales 270,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) a 439,7 millones de TEP en 2020, un aumento de 62,49%.

Del total de 1.019 trillones de reales, EPE estima que **Petrobras** responderá por poco menos de la mitad, con participación de cerca de un 70% en los aportes de 686 billones de reales en petróleo y gas. Dentro de ese segmento, la exploración y producción de petróleo y gas natural recibirá 510 billones de reales, la mitad de lo que será destinado al sector de energía en el país hasta 2020. La oferta de derivados de petróleo recibirá 167 billones de reales y la oferta de gas natural quedará con otros 9 billones de reales.

En el segmento de energía eléctrica, la generación quedará con 190 billones de reales, mientras la transmisión recibirá otros 46 billones de reales. De los 97 billones de reales para la oferta de biocombustibles líquidos, las usinas de producción de etanol recibirán 90 billones de reales., la infraestructura ductoviaria y portuaria quedará con 7 billones de reales y las usinas de producción de biodiesel recibirán inversiones de 200 millones de reales.

Al final de 2020, las energías renovables responderán por un 46,3% del total de la matriz energética, contra los actuales 44,8%. El crecimiento acontecerá gracias al avance de los derivados de la caña de azúcar, que pasarán del 17,7% de la matriz en 2010 a un 21,8% en 2020, mientras la energía hidráulica pasará del 14,2% a un 12,5%. Del lado de las no renovables, el petróleo y los derivados van a reducir la participación del 38,5% el año pasado a un 31,8% en 2020. En compensación, el gas natural saltará del 10,2% a un 14,4%. El presidente de EPE, **Mauricio Tolmasquim**, acordó que el descubrimiento del pre-sal representó un cambio significativo en la planificación energética del país, una vez que el insumo deberá ser más barato y con cantidades cada vez más relevantes a disposición.

La expectativa de la institución es de una sobra de gas de por lo menos 24 millones de metros cúbicos diarios en 2020, un volumen que puede llegar a 66 millones de metros cúbicos por día cuando el despacho de las usinas termoeléctricas a gas que no estuvieran en el pico. “*El desafío de Petrobras será encontrar un mercado secundario para los 42 millones de metros cúbicos diarios que sobran en la demanda estimada para las térmicas*”, dijo Tolmasquim. Para el estudio de EPE, el mercado no termoeléctrico del gas natural saltará de los actuales 58 millones de metros cúbicos por día para 114 millones de metros cúbicos por día en 2020, mientras la demanda media para las térmicas saltará de 8 millones de metros cúbicos por día a 13 millones de metros cúbicos diarios en 2020. En total, la demanda térmica en el pico, que hoy está en 40 millones de metros cúbicos por día, saltará a 55 millones de metros cúbicos diarios. Con una sobra media, que es de 11 millones de metros cúbicos en la actualidad, será de 24 millones de metros cúbicos en 2020.

En términos de oferta, la malla integrada de gasoductos del país, que excluye la **Región Norte**, deberá ofertar 193 millones de metros cúbicos por día en 2020. Ya la

producción de petróleo deberá alcanzar 6,1 millones de barriles de petróleo por día en 2020, contra los actuales 2,3 millones de barriles –volumen que corresponde a todas las empresas y no sólo a Petrobras. Con eso, el excedente de petróleo estimado por EPE en el país en 2020 y que deberá ser destinado a la exportación será de 3,2 millones de barriles por día.

El crecimiento de la producción de petróleo deberá ser acompañado por la evolución del parque de refinación, que, según EPE, deberá procesar 3,505 millones de barriles diarios, contra los actuales 2,041 millones de barriles por día, en un aumento de 1,464 millones de barriles diarios. EPE prevé, de esta forma, que la balanza de derivados pasará del actual déficit de 410 mil barriles por día a un superávit de 320 mil barriles diarios. En el caso del diesel la curva se invertirá en 2014 y el déficit de 28 mil metros cúbicos por día pasará a un superávit de 37 mil metros cúbicos por día en 2020.

El gobierno espera implantar 24 nuevas hidroeléctricas entre 2016 y 2020. Esas usinas irán a agregar al sistema 18.185 MW más de electricidad, volumen superior al que puede ser producido por **Itaipu**, la mayor usina en funcionamiento del país. Del total de usinas previstas para entrar en operación en ese periodo, ocho debe ser licitadas este año¹². Hasta el momento, sin embargo, el gobierno tiene la licencia previa para sólo dos de esas usinas: **Cachoeira** y **Estreito Paranaíba**, que juntas podrán producir hasta 119 MW de energía. La mayor hidroeléctrica prevista para entrar en operación hasta 2020 es de **São Luiz do Tapajós**, que tendrá una capacidad máxima de generación de 6.133 MW. La estimativa previa del gobierno es colocar esa usina en licitación en 2012.

Perspectivas de generación de energía

Brasil necesitará contratar 19.383 megawatts de potencia instalada en el **Sistema Interconectado Nacional (SIN)** hasta 2020. La estimación es de EPE, en el contexto del plan decenal, y resaltó que serán necesarios añadir 61.560 MW entre 2011 y 2020, de los cuáles 42.177 MW ya fueron contratados. Con la expansión, el total de SIN pasará de los actuales 109.578 MW a 171.138 MW en 2020.

Del total ya contratado, las hidroeléctricas respondieron por 23.614 MW de potencia instalada que entrarán en operación hasta 2019. Las iniciativas basadas en generación de fuentes fósiles van a generar 9.962 MW que entrarán en operación hasta 2013; las fuentes nucleares tendrán 1.405 MW más que comenzarán a operar cuando Angra 3 que esté concluida, en 2016; y otras fuentes alternativas ya han contratados 7.196 MW que van a comenzar a generar hasta 2013. Del restante a ser contratado, EPE prevé sólo la generación por medio de hidroeléctricas y otras fuentes alternativas, como usinas eólicas, biomasa y **Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs)**, que tendrán que entrar en operación entre 2014 y 2020. EPE entrevistó la contratación de 10.813 MW en otras fuentes alternativas y 8.570 MW en hidroeléctricas.

Consultado sobre la falta de previsión de contratación de termoeléctricas a gas natural en la planificación energética del PDE 2020, el presidente de EPE explicó que la estimación es contratar sólo energía de fuentes renovables, pero las térmicas van a entrar en

¹² Parana-online, “*Governo espera implantar mais 24 hidrelétricas até 2020*”, (3/6)

la planificación en la medida en que hubiera atrasos en las licencias ambientales o si la demanda es superada por las expectativas. EPE hace un análisis ambiental propio sobre todas las iniciativas antes de colocarlos en la planificación, pero quien tiene la palabra final sobre la licencia es el órgano ambiental.

“Necesitamos atender la demanda. (El gobierno) va a priorizar las fuentes renovables, pero la gente sabe que no siempre se consigue atender de esa forma”, dijo Tolmasquim. Y existe una nueva variable, con el aumento de la producción de gas con el pre-sal, lo que puede hacer que las térmicas a gas sean más competitivas. Tolmasquim insistió que están fuera de la planificación las térmicas a óleo combustible y que, en principio, necesitará haber una discusión en el gobierno para decidir si las usinas a carbón deberán ser incluidas en las subastas para el mercado regulado. Hoy pueden concursar para vender energía en el mercado libre, desde que se hacen las licencias ambientales.

Tolmasquim también comentó que el consumo brasileño de energía eléctrica per cápita va a superar los niveles de pre-rationamiento, en 2001. La media consumida por consumidor residencial alcanzará 191 kilowatts-hora por mes en 2020, un aumento del 2,2% al año frente a los 154 KW/h consumidos el año pasado. El presidente de EPE prevé que el pico de 179 KW/h por mes anterior al racionamiento de energía deberá ser superado alrededor de 2018.

En el total consumido, el volumen pasará de 441,4 terawatts-hora en 2011 a 659,1 TW/h en 2020, un crecimiento del 4,7% al año, estirado por la clase comercial, que deberá avanzar un 6% al año, de 74,1 TW/h a 123,8 TW/h. El mayor consumo continuará con la clase industrial, que avanzará en un ritmo del 4,7% al año, saltando de 193,4 TW/h a 283,7 TW/h entre 2011 y 2020. Los consumidores residenciales van a ver el uso de energía subir un 4,5% al año, saltando de 112,7 TW/h a 166,9 TW/h, mientras otras clases avanzarán un 3,6% al año, de 61,2 TW/h a 84,7 TW/h entre 2011 y 2020.

La buena noticia es que el aumento del consumo será acompañado por la elevación de la eficiencia. La estimación de EPE es que la eficiencia energética pasará de un volumen equivalente a 39 mil barriles de petróleo por día hoy a 434 mil barriles diarios en 2020. La ganancia de eficiencia será equivalente a economizar más de un año de energía actualmente utilizada por la cadena del acero en el país. Del total de la ganancia de eficiencia, la industria responderá por un 61,4%, los transportes por un 28,2%, las residencias por un 2,6%, el comercio por un 2,9% y otras clases por un 4,9%. *“Hubo un aumento de la eficiencia energética desde el racionamiento y los consumidores no van a cambiar ese hábito. La industria también invierte en máquinas más eficientes”*, ponderó Tolmasquim.

Obstáculos para la energía eólica

El mayor obstáculo para la energía eólica en la próxima subasta de la nueva A-3 (para proyectos que deben entrar en operación en enero de 2014) serán los más de 10 mil MW en proyectos de termoelectricas a gas natural. Esa fuente para generación de energía volvió a la pauta de la expansión energética del país (leer más arriba). Esto podría reducir la entrada de parques eólicos llevándolas a un papel secundario en la disputa por contratos con las distribuidoras en el mercado de contratación regulado de energía¹³.

¹³ DCI, *“Térmicas a gás podem reduzir demanda por eólicas no leilão”*, (14/6)

Según el director de **Gestamp Wind** en Brasil, **Eduardo Molina**, las mejores casas de campo para la implementación del parque eólico ya fueron negociados y, con eso, los valores de las tarifas también ya batieron en su nivel más bajo en la última licitación. En la ocasión, fueron contratados en la A-3 (dedicadas a las fuentes alternativas) y de energía de reserva 70 parques eólicos que juntos sumaban 2.049 mil MW de potencia instalada al precio medio de 130,85 reales por megawatt-hora (MWh), siendo que hubo un parque que llegó a vender energía a 121 reales por MWh. El año pasado, Gestamp Wind participó sólo de la licitación de energía de reserva, en que vendieron los proyectos por un valor de 125 reales por MWh.

“En mi opinión, esos son los valores mínimos que se puede llegar para un proyecto eólico. De cualquier forma, aún estamos en un momento de incertidumbres, pues, además de que no superamos el precio-techo para las licitaciones, aún podremos tener nuevos participantes que, para conquistar el mercado, puede sacrificar parte de su rentabilidad”, afirmó el ejecutivo de la empresa. Solamente el precio de los aerogeneradores representan del 65 al 70% de la inversión necesaria para la implantación de un parque eólico en Brasil, por eso la negociación es fundamental para elevar la competitividad de cualquier proyecto.

A diferencia de Molina, Tolmasquim cree en la igualdad de condiciones entre las dos fuentes de generación para las licitaciones del próximo mes. Están dados de alta 30 proyectos de generación a gas natural, totalizando 10.871 mil MW de capacidad instalada. Ya el volumen de eólicas que podrán disputar los certámenes es casi el mismo, 10.935 mil MW, divididos en 429 iniciativas. La oferta total de los proyectos habilitados será de 27.561 MW de potencia instalada. La diferencia incluye 450 MW de energía de la ampliación de Jirau y el restante en **Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs)** y térmicas movidas de biomasa.

De ese volumen de eólicas, la idea de la española Gestamp, que actúa en 25 países, es colocar 11 proyectos en la disputa. Sumados, llevarían a una inversión de 400 millones de euros para la instalación de 260 MW de potencia instalada, que podrán ser construidos entre los **Estados de Rio Grande do Norte** y de **Bahia**. Esa decisión, sin embargo, explicó Molina, aún depende de la tarifa máxima permitida por el gobierno. *“Nuestra intención es habilitar todos esos proyectos”*, dijo. En Brasil, Gestamp posee 190 MW en ocho proyectos –uno en operación y otros siete parques en instalación-, en una inversión de 300 millones de euros. Y las inversiones continúan siendo anunciadas. **Alstom** informó que cerró un contrato de 200 millones de euros para la construcción y mantenimiento de tres parques eólicos de **Brasventos**, que serán instalados en **Rio Grande do Norte**. La empresa de finalidad especial es compuesta por **J. Malucelli Energía** (un 51%), **Eletrobras Eletronorte** (un 24,5%) y **Eletrobras Furnas** (un 24,5%). La empresa francesa tiene un acuerdo de 100 millones de euros con **Desenvix** en Bahía para un parque de 90 MW.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com